RWI

Materialien

Manuel Frondel

Diskussionspapier

Strom- und Gaspreise für heimische Industrieunternehmen im internationalen und intertemporalen Vergleich

RUHR UNIVERSITÄT BOCHUM RUB RWI Heft 173

Herausgeber

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung

Hohenzollernstraße 1-3 | 45128 Essen, Germany
Fon: +49 201-81 49-0 | E-Mail: rwi@rwi-essen.de
www.rwi-essen.de

Vorstand

Prof. Dr. Thomas K. Bauer (Vizepräsident)

Dr. Stefan Rumpf (Administrativer Vorstand)

Prof. Dr. Kerstin Schneider (Mitglied des erweiterten Vorstands)

© RWI 2026

Der Nachdruck, auch auszugsweise, ist nur mit Genehmigung des RWI gestattet.

RWI Materialien Heft 172

Schriftleitung: Prof. Dr. Thomas K. Bauer

Konzeption und Gestaltung: Claudia Lohkamp, Daniela Schwindt

Strom- und Gaspreise für heimische Industrieunternehmen im internationalen und intertemporalen Vergleich

ISSN 1612-3573 - ISBN 978-3-96973-415-5

Bei den in der Reihe veröffentlichten Diskussionspapieren handelt es sich um unfertige Arbeiten, die publiziert werden, um Diskussionen und kritische Kommentare anzuregen. Die darin geäußerten Ansichten geben ausschließlich die Meinung der Autoren wieder und spiegeln nicht unbedingt die Meinung des Herausgebers wider.

Materialien

Diskussionspapier

Manuel Frondel

Strom- und Gaspreise für heimische Industrieunternehmen im internationalen und intertemporalen Vergleich

Heft 173

RUHR UNIVERSITÄT BOCHUM RUB RWI

Bibliografische Informationen der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über: *http//dnb.ddb.de* abrufbar.

Leibniz Gemeinschaft

Das RWI wird vom Bund und vom Land Nordrhein-Westfalen gefördert.

ISSN 1612-3573
ISBN 978-3-96973-415-5

Manuel Frondel*

Strom- und Gaspreise für heimische Industrieunternehmen im internationalen und intertemporalen Vergleich

Zusammenfassung

Dieser Beitrag zeigt mit Hilfe eines internationalen Vergleichs einmal mehr, dass Deutschland zu den Ländern mit weit überdurchschnittlich hohen Strom- und den weltweit höchsten Gaspreisen gehört. So fielen die Gaspreise für die deutsche und europäische Industrie im Jahr 2024 etwa fünf Mal höher als in den nordamerikanischen Staaten USA, Kanada und Mexiko, wo die Gaspreise für die Industrie im Jahr 2024 bei rund einem Cent die Kilowattstunde lagen. Beim Strom hingegen sind die Preisunterschiede für die Industrie nicht so gravierend wie bei Erdgas. Hinzu kommt, dass es Deutschland in den eigenen Händen hat, die Strompreise zu senken. So sollten kurzfristig sämtliche Abgaben und Umlagen, die für die stromintensivsten Unternehmen im Jahr 2025 im Mittel 2,75 Cent die Kilowattstunde betrugen, künftig aus Steuermitteln bezahlt werden, anstatt von den Stromverbrauchern. Mittel- bis langfristig könnte nach der Angebotsreduktion infolge des Kohle- und Kernenergieausstiegs eine erhebliche, technologieoffene Ausweitung des Stromangebots ein wirksamer Hebel zur nachhaltigen Senkung der Strompreise in Deutschland sein. Die Einschränkung der Angebotsausweitung auf erneuerbare Energien, die von Erdgaskraftwerken als Reservekapazitäten ergänzt werden, würde hingegen wegen der stark steigenden Systemkosten nicht zu einer Senkung der Strompreise führen. Dies hat die Erfahrung gezeigt und wird von der Studie von Grimm, Oechsle und Zöttl (2024) belegt. Ein massiver technologieoffener Ausbau der Stromerzeugung könnte hingegen helfen, das Strompreisniveau nachhaltig zu verringern. So sollte, nicht zuletzt aus Gründen der Stromversorgungssicherheit, auf den Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken gesetzt werden, solange die Höhe der Emissionszertifikatpreise dies wirtschaftlich erlaubt, aber auch auf die Kernenergie.

Oktober 2026

* *Manuel Frondel, RWI und RUB.* – *Ich danke der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM) für die finanzielle Unterstützung dieses Beitrags.* – *Korrespondenz: Manuel Frondel, RWI, Hohenzollernstr. 1-3, D-45128 Essen, www.rwi-essen.de/manuel-frondel, E-mail: Manuel.Frondel@rwi-essen.de*

1. Einleitung

Eine kritische Bedingung für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in Deutschland ist ein Energiepreisniveau, das im internationalen Vergleich nicht allzu hoch ausfällt. Diese Grundvoraussetzung ist seit vielen Jahren nicht mehr gegeben, wie dieser Beitrag einmal mehr zeigt: Im internationalen Vergleich gehört Deutschland zu den Ländern mit weit überdurchschnittlich hohen Strom- und den weltweit höchsten Gaspreisen.

Vor diesem Hintergrund vergleicht der folgende zweite Abschnitt die deutschen Industriestrompreise für das Jahr 2025 mit denen der übrigen EU-Länder. Hierbei wird sich auf die Unternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien konzentriert. Beim Vergleich werden besonders die Komponenten des Strompreises wie die Netzentgelte und die Steuern, Abgaben und Umlagen in den Blick genommen, denn diese unterscheiden sich von Land zu Land deutlich. Zudem wird exemplarisch ein Strompreisvergleich mit den USA und China vorgenommen, zwei der wichtigsten weltweiten Wettbewerber. Im dritten Abschnitt werden die Preise, die die Unternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien in Deutschland für Erdgas zu bezahlen haben, mit denen der übrigen EU-Länder verglichen sowie mit den Gaspreisen in den USA und in China.

Der abschließende Abschnitt beschäftigt sich mit möglichen zukünftigen Entwicklungen des Strommarktes in Deutschland. Um die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen langfristig zu sichern, wird es entscheidend sein, die staatlich bedingten Bestandteile der Preise für Strom ebenso zu verringern wie die Kosten für die Stromerzeugung. Temporäre Entlastungen wie der jüngst genehmigte Industriestrompreis werden nicht ausreichen, um die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen in Deutschland nachhaltig zu sichern. Es werden daher Vorschläge unterbreitet, wie die Strompreise in Deutschland künftig nachhaltig gesenkt werden können.

2. Industriestrompreise im internationalen Vergleich

Der Strompreis setzt sich im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammen: (1) Erzeugung und Vertrieb, (2) Netzentgelte und (3) Steuern, Abgaben und Umlagen. Die erste Komponente wird von zahlreichen Faktoren beeinflusst. Dazu gehören das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage, die variablen Kosten der Stromerzeugung, die wesentlich von den Kosten der dafür verwendeten Brennstoffe wie Kohle und Erdgas determiniert werden, aber auch die geopolitischen Rahmenbedingungen. So sorgen die infolge des USA-Iran-Krieges deutlich gestiegenen Gaspreise auch für steigende Strompreise. Dies liegt daran, dass die spezifischen Kosten der Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken wegen der hohen Brennstoffkosten die höchsten von allen Stromerzeugungsarten sind und Erdgaskraftwerke deshalb bei hoher Nachfrage oftmals den Strompreis an der Börse bestimmen.

Netzentgelte sind Gebühren für die Nutzung der Stromnetze, die von den Netzbetreibern erhoben werden, um den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netze

zu finanzieren. Die Netzentgelte könnten in Deutschland künftig massiv steigen, wenn der Anteil der Erneuerbaren am Strommix bis auf nahezu 100 % ausgebaut werden sollte. Dies würde einen extrem umfangreichen und kostenintensiven Netzausbau erforderlich machen. So schätzen das Beratungsunternehmen ef.Ruhr und das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln, EWI, in einer Studie aus dem Jahr 2024, dass der Ausbau der Stromnetze bis zum Jahr 2045 rund 730 Milliarden Euro kosten könnte (ef.Ruhr, EWI 2024).

Steuern, Abgaben und Umlagen sind der staatlichen Regulierung unterliegende Kostenbestandteile. Dazu zählen die Stromsteuer, aber auch die KWK-Umlage zur Förderung der Kraftwärmekopplung, die Offshore-Umlage zur Finanzierung des Netzausbaus vor deutschen Küsten und die Mehrwertsteuer von 19 %, die auf sämtliche Preisbestandteile erhoben wird. Staatlich regulierte Umlagen, Abgaben und Steuern beeinflussen den Endkundenpreis in ebenso erheblicher Weise wie die Netzentgelte. So macht der Anteil dieser beiden Komponenten am Endkundenpreis für private Haushalte in Deutschland rund 60 Prozent aus (BDEW 2026). Beide Komponenten variieren bei den Strompreisen für Industrieunternehmen im internationalen Vergleich deutlich, wie in Abschnitt 2.2 dargestellt wird.

2.1 Industriestrompreise im europäischen Vergleich

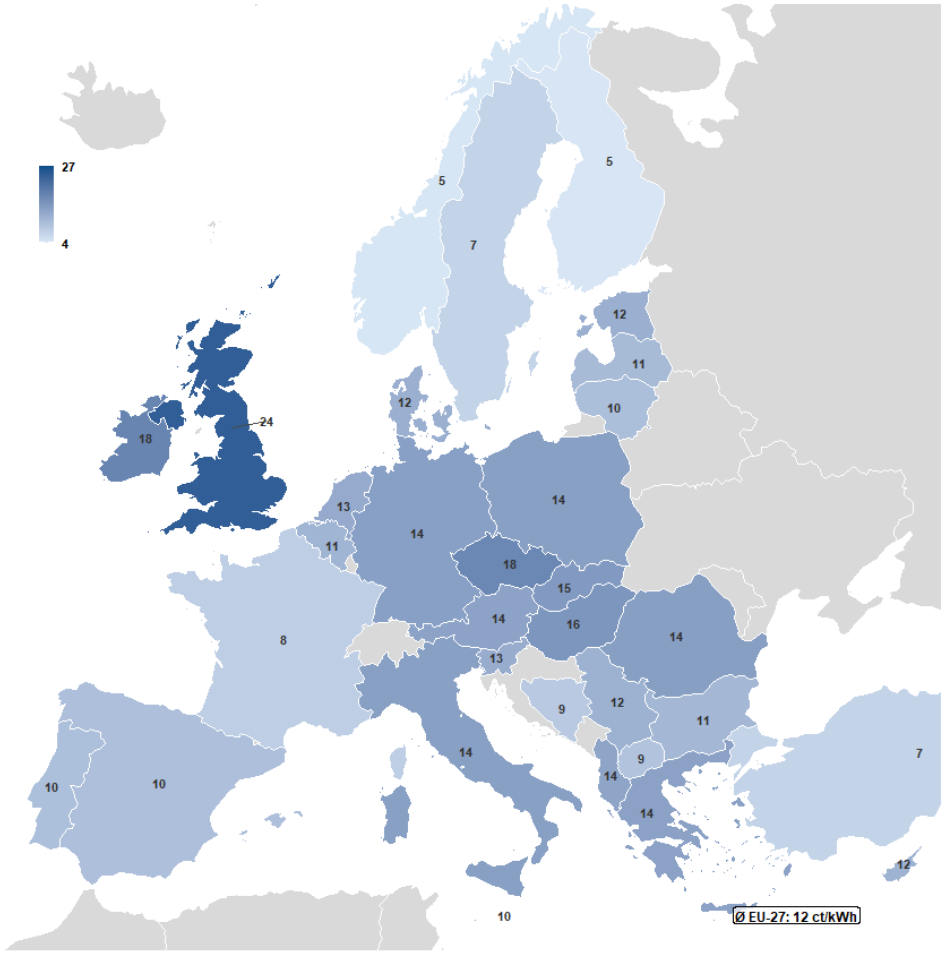
Die folgenden Abbildungen stützen sich vor allem auf Daten von Eurostat, dem Statistischen Amt der Europäischen Union. Um Vergleichbarkeit zwischen den Ländern sicherzustellen, erfolgt die Berichterstattung der Energiepreise an Eurostat durch die Mitgliedsstaaten nach standardisierten Verbrauchskategorien und einheitlichen Definitionen von Preisbestandteilen wie Erzeugungskosten, Netzkosten, Steuern und Abgaben.[1] Es verbleiben dennoch Herausforderungen beim Vergleich von Europas Strompreisen hinsichtlich unterschiedlicher Kostenstrukturen und regulatorischer Differenzierungen. Aber auch weil die hier dargestellten Preise Durchschnittspreise in Form arithmetischen Mittel sind, können die tatsächlichen Belastungen für einzelne Industrieunternehmen von diesen Preisen abweichen.

Abbildung 1 zeigt die durchschnittlichen Strompreise in Europa im Jahr 2025 für industrielle Großverbraucher der zweithöchsten Verbrauchskategorie, bei denen der

[1] Die Erhebung und Übermittlung von Daten zu Strom- und Gaspreisen durch die Mitgliedstaaten erfolgt gemäß der EU-Verordnung 2016/1952 verpflichtend. Ziel der Verordnung ist die Bereitstellung harmonisierter, zuverlässiger und vergleichbarer Preisstatistiken für Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden, um die Energiepolitik der EU zu unterstützen und die Markttransparenz zu erhöhen. Die Datenerhebung basiert auf statistischen Erhebungen, administrativen Quellen oder Schätzverfahren und folgt einem einheitlichen Rahmen. Innerhalb der in dieser Studie dargestellten Verbrauchskategorien können die Preise erheblich variieren – abhängig von der tatsächlich zutreffenden Entlastung einzelner Komponenten.

Stromverbrauch zwischen 70 und 150 Millionen Kilowattstunden liegt. Dazu gehören zum Beispiel große energieintensive Unternehmen aus der Stahl-, Papier- oder Chemieindustrie. Die dargestellten Werte beinhalten weder die Mehrwertsteuer noch andere erstattbare Steuern.

Abbildung 1: Nettostrompreise (ohne Mehrwert- und erstattbare Steuern) in Europa im Jahr 2025 in Cent je Kilowattstunde für Unternehmen der zweithöchsten Verbrauchskategorie, das heißt mit einem Stromverbrauch von 70–150 Mio. kWh



Quellen: Eurostat (2026a), GOV.UK (2026).

Es lassen sich deutliche regionale Muster erkennen: Die skandinavischen Länder Norwegen, Schweden und Finnland weisen im Allgemeinen die niedrigsten Strompreise auf, weil diese Länder von einem hohen Anteil an kostengünstiger Wasserkraft profitieren und vergleichsweise geringe Abgaben und Umlagen erheben. So liegt der Kilowattstundenpreis in Schweden und Finnland für Unternehmen der zweithöchsten Verbrauchskategorie bei 6 Cent, in Norwegen bei 5 Cent. Zum Vergleich: Der EU27-Durchschnitt lag im Jahr 2025 bei rund 12 Cent.

Am anderen Ende des Spektrums befinden sich Großbritannien und Irland, wo der Strompreis in dieser Verbrauchskategorie bei 24 bzw. 18 Cent lag. Beide Länder weisen einen hohen Gasanteil in ihrem Erzeugungsmix aus und sind aufgrund der Insellage nur

begrenzt mit dem kontinentaleuropäischen Stromnetz verbunden. Dies reduziert die Importmöglichkeiten, sodass sie vorwiegend von der teuren eigenen Stromerzeugung abhängig sind. Beide Faktoren, der hohe Gasanteil am Strommix sowie die begrenzten Importmöglichkeiten, führen zu höheren Strompreisen im Vergleich zum europäischen Festland.

Deutschland lag in der zweithöchsten Verbrauchskategorie mit etwa 14 Cent etwas über dem EU27-Durchschnitt von 12 Cent, aber weist deutlich höhere Industriestrompreise auf als andere große Industrienationen wie Frankreich und Spanien. So lagen deren Industriestrompreise in dieser Verbrauchskategorie bei lediglich 8 bzw. 10 Cent. Ein Grund dafür ist, dass in diesen Ländern deutlich geringere staatliche Abgaben anfielen als in Deutschland.

In Frankreich, Spanien und Portugal liegen zudem die Kosten für die Stromerzeugung unter dem deutschen Durchschnitt. In Frankreich ist dies nicht allein auf die niedrigen variablen Stromerzeugungskosten der Kernenergie zurückzuführen, deren Anteil am Strommix bei über 60 % liegt. Hinzu kommt, dass es im Rahmen des von 2011 bis einschließlich 2025 gültigen ARENH-Preisregulationssystems einen festen Bezugspreis für Strom aus staatlichen Kernkraftwerken gab. Das hat sich auch preismildernd auf stromintensive Verbraucher ausgewirkt.[2]

Zusammenfassend ist festzustellen, dass nicht allein die deutsche Industrie unter hohen Strompreisen zu leiden hat. Vielmehr weisen viele Nachbarländer und andere europäische Nationen vergleichbare Strompreise auf, zum Beispiel Österreich, die Niederlande, Polen, Tschechien, Ungarn, Slowenien und die Slowakei. Allerdings ist ebenso zu konstatieren, dass zahlreiche Länder wie Frankreich und, mit Ausnahme Dänemarks, die skandinavischen Länder besonders günstige Strompreise aufweisen.

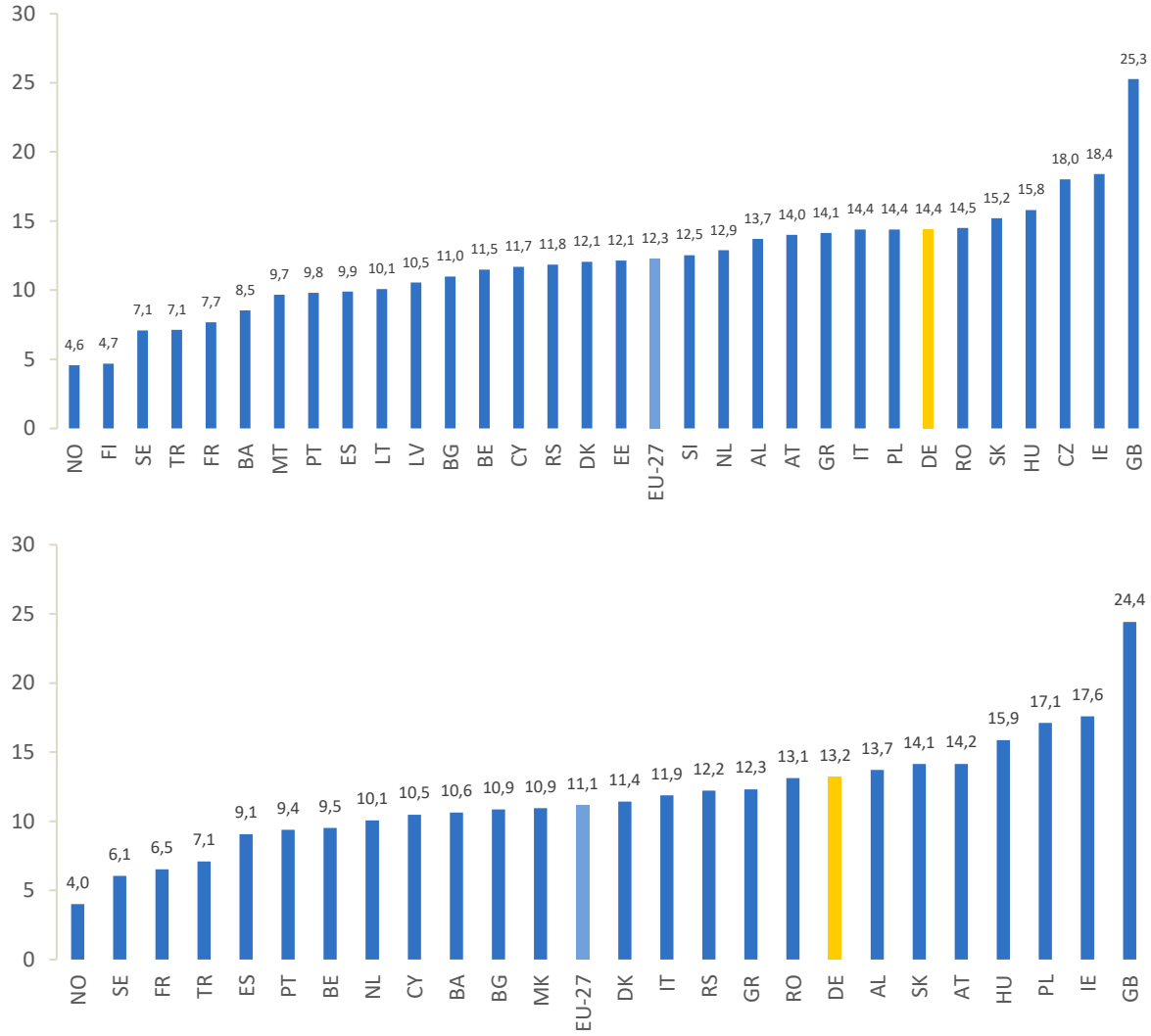
Der Vergleich der zweithöchsten mit der höchsten Verbrauchskategorie zeigt ein recht ähnliches Bild (Abbildung 2), wenngleich die Strompreise der stromintensivsten Unternehmen in der Regel etwas niedriger ausfallen, weil diese oftmals von besonderen Vergünstigungen profitieren. Diese Entlastungen fallen in verschiedenen Ländern unterschiedlich stark aus. Dadurch ändert sich die Preishierarchie teilweise. So schneidet Deutschland bei den stromintensivsten Unternehmen besser ab als Österreich, aber in der zweithöchsten Verbrauchskategorie etwas schlechter.

Während die skandinavischen Länder Norwegen und Schweden aufgrund ihres allgemein niedrigen Strompreisniveaus auch in der höchsten Verbrauchskategorie die Spitzenpositionen innehaben, liegt Deutschland mit im Mittel 13,2 Cent erneut etwas über

[2] Das ARENH-System (*Accès régulé à l'éléctricité nucléaire historique*) war ein französischer Strommarkt-Mechanismus, der von 2011 bis Ende 2025 in Kraft war. Es verpflichtete den staatlichen Energiekonzern EDF, pro Jahr bis zu 100 Milliarden Kilowattstunden Atomstrom zu einem festen Vorzugspreis, zuletzt 42 Euro je Megawattstunde bzw. 4,2 Cent je Kilowattstunde, an andere Stromanbieter zu verkaufen.

dem EU27-Durchschnitt von 11,1 Cent (Abbildung 2), wobei abzugsfähige Steuern und die Mehrwertsteuer nicht berücksichtigt sind.

Abbildung 2: Nettostrompreise (ohne Mehrwertsteuer und abzugsfähige Steuern) in Cent je Kilowattstunde im Jahr 2025 im europäischen Vergleich für Unternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien, das heißt mit einem Stromverbrauch von 70–150 Mio. kWh (oben) und über 150 Mio. kWh (unten).



Quellen: Eurostat (2026a), GOV.UK (2026).

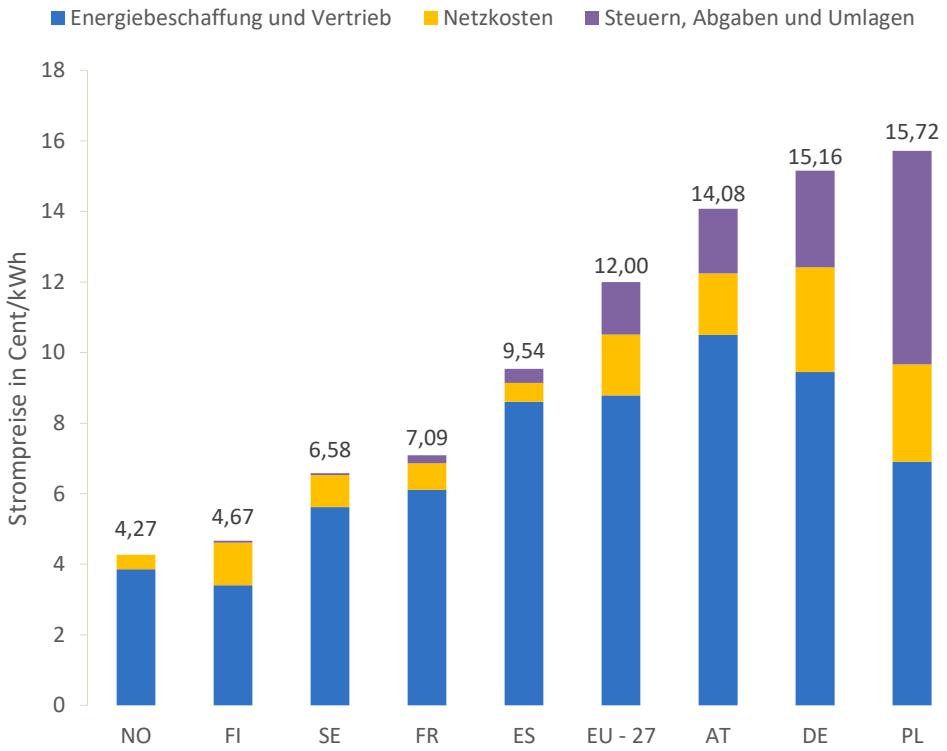
In Frankreich hingegen mussten die stromintensivsten Unternehmen durchschnittlich lediglich 6,5 Cent entrichten, in Spanien und Portugal waren jeweils knapp 10 Cent zu zahlen. Allerdings ist bemerkenswert, dass Österreich und eine Reihe osteuropäischer Staaten wie Ungarn, Polen und die Slowakei noch etwas höhere Strompreise in der höchsten Verbrauchskategorie zu verzeichnen haben als Deutschland.

2.2 Industriestrompreiskomponenten im europäischen Vergleich

Die erhebliche internationale Variation in den Strompreisen resultiert auch aus der unterschiedlichen Ausgestaltung staatlicher Umlagen und Steuern sowie aus den

Unterschieden in der Höhe der Netzentgelte. Dies führt zu substanziellen Differenzen im Endkundenpreis, selbst wenn die Stromerzeugungs- und Vertriebskosten ähnlich sind. So haben die stromintensivsten Unternehmen in Deutschland mit knapp 3 Cent die höchsten Netzentgelte unter allen EU-Mitgliedsländern zu bezahlen (Abbildung 3), während die Netzentgelte in den skandinavischen Ländern und Frankreich bei etwa einem Drittel oder gar darunter liegen.

Abbildung 3: Komponenten der Strompreise ohne Mehrwertsteuer in Cent je Kilowattstunde für das Jahr 2025, gemittelt für europäische Unternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien.



Quelle: Eurostat (2026b).

Die Netzentgelte für die stromintensivsten Unternehmen sind in Deutschland mit knapp 3 Cent beinahe doppelt so hoch wie der EU-Durchschnitt von 1,73 Cent. Infolge des für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland erforderlichen massiven Netzausbaus ist zu erwarten, dass die Netzentgelte künftig noch weitaus höher ausfallen werden und sich die Nachteile der deutschen Unternehmen gegenüber ihren europäischen Wettbewerbern dadurch weiter vergrößern. So geht die Studie des Beratungsunternehmens ef.Ruhr und des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln, EWI, davon aus, dass der Netzausbaubedarf in Deutschland bis zum Jahr 2045 im Basisszenario eine Steigerung der Netzentgelte von 18 Cent für Haushaltskunden und 7 Cent für Industriekunden (in Preisen des Jahres 2024) implizieren würde (ef.Ruhr, EWI 2024: 4). Im Vergleich zu den heutigen Netzentgelten für Strom würde dies bei den Industrieunternehmen mehr als eine Verdreifachung der Netzentgelte bedeuten. Der

mögliche Anstieg der Netzentgelte würde den Strompreis für die stromintensivsten Unternehmen gegenüber heute um knapp die Hälfte erhöhen.

Auch die rein staatlich bedingte Kostenkomponente, bestehend aus Steuern, Umlagen und Abgaben, ist — mit Ausnahme Polens — in Deutschland erheblich größer als in den übrigen EU-Staaten — und dies, obwohl die Stromsteuer für die energieintensivsten deutschen Industrieunternehmen durch Sondervergünstigungen beim EU-Minimum von 0,05 Cent liegt. Der Grund dafür, dass diese Kostenkomponente in Deutschland mit 2,75 Cent um rund 1 Cent höher ist als der EU-Durchschnitt von 1,5 Cent, besteht in den zahlreichen Umlagen zur Finanzierung von staatlich verordneten Maßnahmen, beispielsweise der KWK-Umlage zur Förderung der Kraftwärmekopplung.

Andere Länder setzen hingegen stärker auf Subventionen oder dämpfen die Endkundenpreise mit entsprechenden Preisdeckeln, wie z.B. Frankreich bislang mit dem ARENH-System. Das erklärt, warum diese Preiskomponente in Frankreich sehr niedrig vernachlässigbar ist (Abbildung 3). In den skandinavischen Ländern ist die rein staatlich bedingte Preiskomponente praktisch vernachlässigbar.

2.3 Europäische Industriestrompreise im zeitlichen Vergleich

Die Abbildungen 4a und 4b vergleichen die nominalen Industriestrompreise für ausgewählte europäische Länder im Zeitraum von 2010 bis 2025. Die Preise beziehen sich auf Industrieunternehmen der zwei höchsten Verbrauchskategorien und enthalten weder die Mehrwertsteuer noch abzugsfähige Steuern. Für beide Verbrauchskategorien zeigt sich ein markanter Preisanstieg im Jahr 2022 aufgrund der durch den russischen Angriff auf die Ukraine ausgelösten Energiekrise. Davon waren zwar alle betrachteten Länder betroffen, doch Großbritannien und Italien, das den stärksten Anstieg verzeichnete, ragen deutlich heraus. Sowohl in Großbritannien als auch in Italien stiegen die Preise deutlich stärker als im EU27-Durchschnitt. Ein wesentlicher Faktor hierfür ist der hohe Erdgasanteil im Strommix dieser beiden Länder, der im Krisenjahr 2022 die Strompreise stark beeinflusst hat.

Die Beispiele Großbritannien und Italien zeigen, dass Volkswirtschaften mit einer hohen Abhängigkeit von Erdgas durch Erdgaspreisspitzen doppelt belastet werden: In direkter Weise durch die Gaspreisanstiege und in indirekter Weise infolge der dadurch induzierten Strompreisanstiege. Die Gaspreisentwicklung ist deshalb sowohl unmittelbar als auch mittelbar ein entscheidender Faktor für die internationale Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen.

Aus den Erfahrungen von Italien und Großbritannien mit der Energiekrise 2022 sollte Deutschland daher die Lehre ziehen, dass der künftige Strommix nicht allein auf erneuerbaren Energietechnologien und Erdgaskraftwerken als Reservekapazitäten beruhen sollte. Insbesondere Kernkraftwerke könnten in Phasen hoher Erdgaspreise sehr helfen,

die Strompreisanstiege zu dämpfen, wie man an den deutlich unterdurchschnittlichen Strompreisanstiegen für die französischen Industrieunternehmen erkennen kann.

Abbildung 4a: Entwicklung der nominalen Strompreise, ohne Mehrwertsteuer und abzugsfähige Steuern, in Cent je Kilowattstunde für die Jahre 2010 bis 2025 für europäische Unternehmen der höchsten Verbrauchskategorie mit einem Stromverbrauch über 150 Mio. kWh.

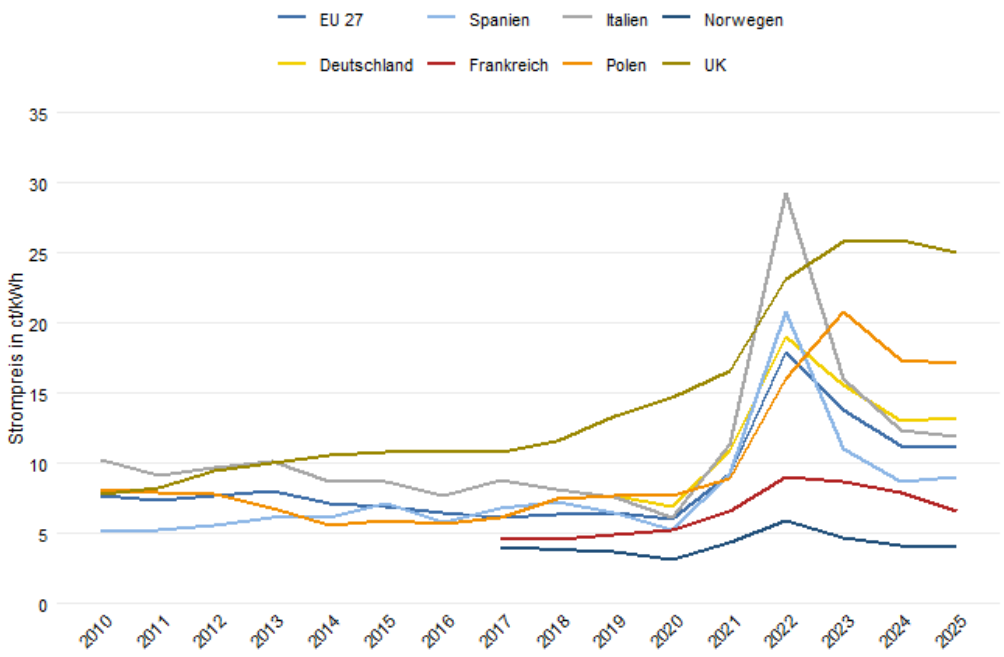
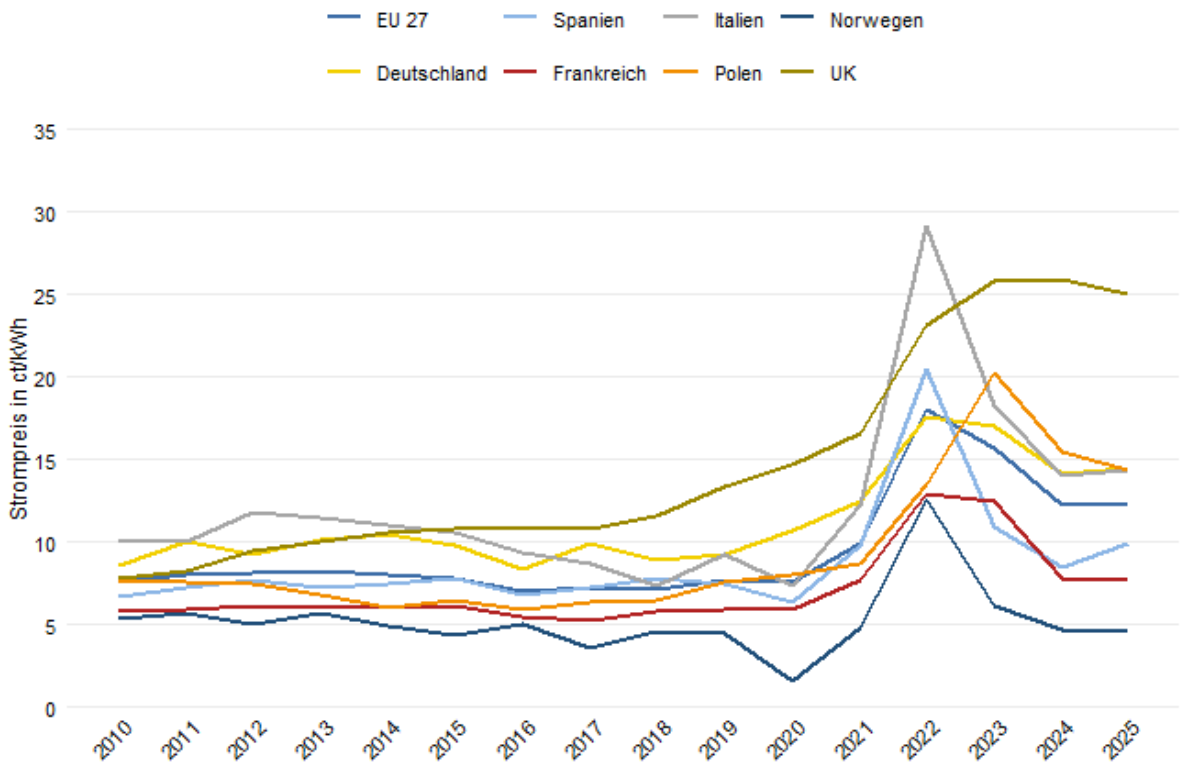


Abbildung 4b: Entwicklung der nominalen Strompreise, ohne Mehrwertsteuer und abzugsfähige Steuern, in Cent je Kilowattstunde für die Jahre 2010 bis 2025 für europäische Unternehmen der zweithöchsten Verbrauchskategorie mit einem Stromverbrauch von 70 - 150 Mio. kWh.



Quellen: Eurostat (2026a), GOV.UK (2026)

Insgesamt ist für die ausgewählten Länder mit Ausnahme Norwegens zu konstatieren, dass das Industriestrompreisniveau nach der Energiekrise 2022 substanziell höher liegt als davor. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass dies auch für das Erdgaspreisniveau zutrifft, wie im Abschnitt 3 dargestellt wird, und Erdgas- und Strompreise bei Ländern mit einem hohen Erdgasanteil am Strommix eine sehr starke Korrelation aufweisen.

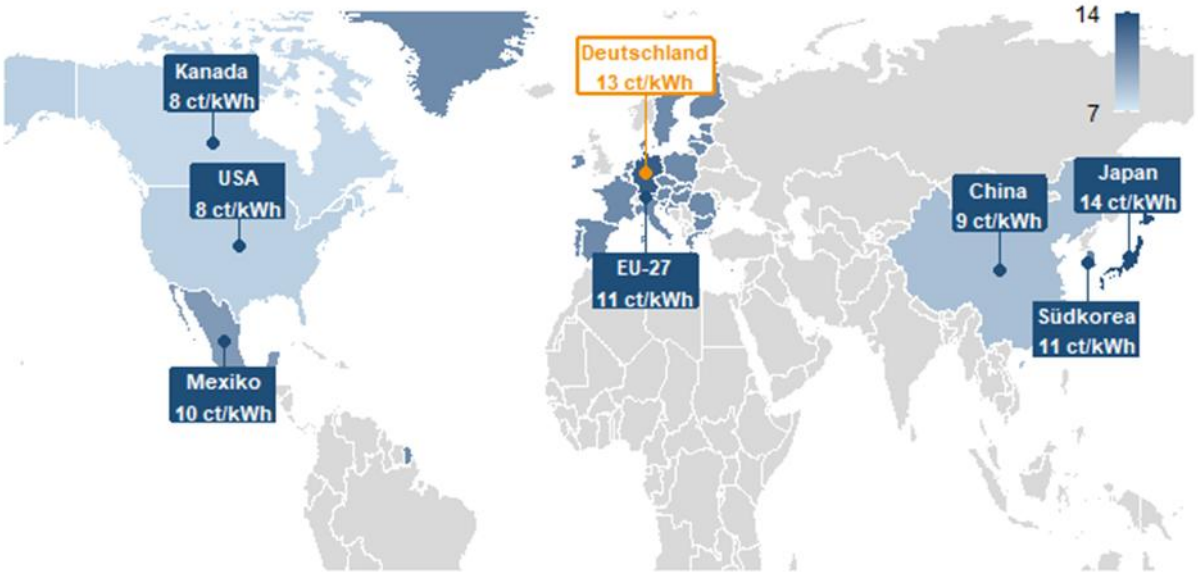
Die Strompreise lagen in Deutschland zwar schon immer höher als in anderen Regionen der Welt. Allerdings haben die Verwerfungen auf den Gasmärkten seit Russlands Überfall auf die Ukraine dazu geführt, dass sich das deutsche Strompreisniveau seitdem noch einmal deutlich erhöht hat, sowohl gegenüber dem Vorkriegsniveau als auch gegenüber anderen Regionen der Welt.

2.4 Industriestrompreise im weltweiten Vergleich

Im weltweiten Vergleich weisen Deutschland und die EU-27 ein überdurchschnittlich hohes Strompreisniveau für industrielle Verbraucher auf (Abbildung 5). So betrugen die für die beiden höchsten Verbrauchskategorien gemittelten Industriestrompreise im Jahr 2024 für Deutschland rund 13 Cent, für die EU-27 rund 11 Cent. In Kanada und den USA lagen die entsprechenden Industriestrompreise im Jahr 2024 bei lediglich rund 8 Cent, in China bei 9 Cent.

Allerdings sind die Werte aus verschiedenen Gründen nur eingeschränkt vergleichbar, unter anderem wegen der Diversität der verfügbaren Datenquellen und unterschiedlichen Definitionen der Verbrauchskategorien. Abbildung 5 dient daher lediglich der groben Einordnung der Strompreisniveaus der wichtigsten weltweiten Wettbewerber der deutschen Industrie. Wegen der großen Zahl an unterschiedlichen Datenquellen ist ein Vergleich auch nur für das Jahr 2024 möglich, aktuellere Werte für das Jahr 2025 sind zum Teil noch nicht verfügbar.

Abbildung 5: Nettostrompreise ohne Mehrwertsteuer im weltweiten Vergleich in Cent je Kilowattstunde für das Jahr 2024.



Quellen: China Briefing (2025), Eurostat 2026, EIA 2026, Intratec (2025a, 2025b, 2025c), GOV.UK (2026).

3. Gaspreise für die Industrie im internationalen Vergleich

Die Kosten für Erdgas sind ebenfalls ein kritischer Faktor für zahlreiche Industriebranchen, insbesondere die Grundstoff- und Chemieindustrie, da Erdgas einerseits als Brennstoff eingesetzt wird, um Wärme zu erzeugen und Produktionsprozesse zu befeuern, und andererseits als Rohstoffinput zur Herstellung von Produkten wie Ammoniak kaum ersetzbar ist. Beispielsweise ist Erdgas ein unverzichtbarer Grundstoff für die Herstellung von Mineraldüngern. Umso schwerer wiegt, dass der Gasmarkt seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine tiefgreifenden Veränderungen bei den Lieferstrukturen unterliegt, die durch weitere geopolitische Spannungen wie den USA-Iran-Krieg sowie wachsende klimapolitische Anforderungen verstärkt werden.

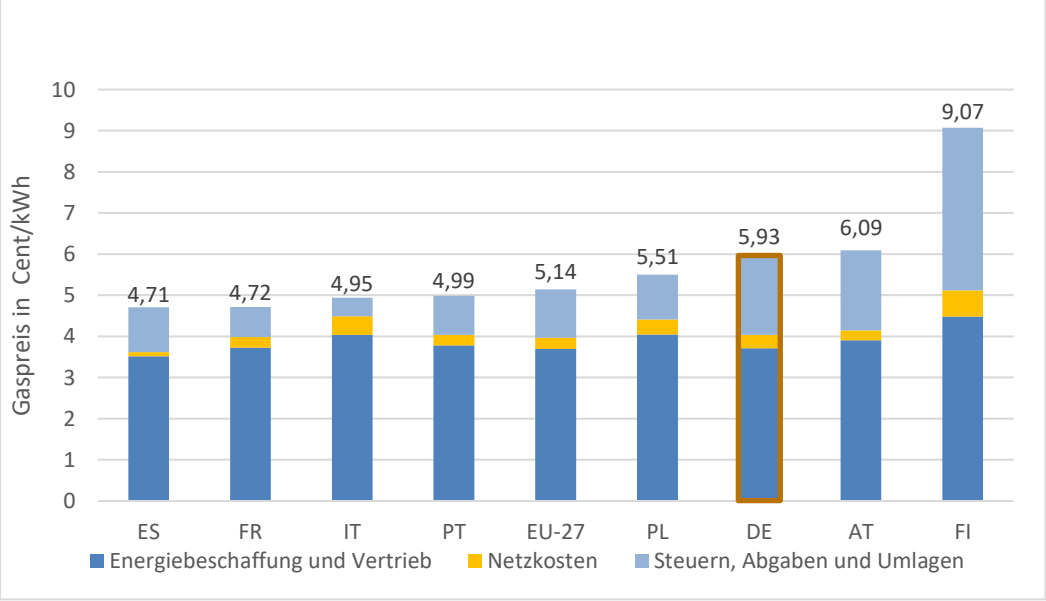
Von besonderer Relevanz ist auch die Versorgungssicherheit mit Erdgas, weil Europa trotz eigener Erdgasvorkommen sehr stark auf Importe angewiesen ist, um seinen Bedarf zu decken. So stammten im Jahr 2024 etwa 85 % des in der Europäischen Union verbrauchten Gases aus Importen, vor allem aus Norwegen, dem wichtigsten europäischen Produzenten, sowie aus den USA, Algerien, Katar und Aserbaidschan (Eurostat 2026). Noch immer aber kommen die europäischen Importe zu knapp 20 % auch aus Russland (Consilium 2026). Doch die Europäische Kommission hat beschlossen, die Gasimporte aus Russland bis Ende des Jahres 2027 vollkommen einzustellen. So sind Importe an russischem Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas, LNG) ab Januar 2027 verboten, Pipeline-Gaslieferungen aus Russland sollen bis spätestens Ende 2027 vollkommen gestoppt werden.

3.1 Gaspreiskomponenten für die Industrie im europäischen Vergleich

Ebenso wie beim Strom setzen sich die Gaspreise aus drei Komponenten zusammen: (1) Beschaffung und Vertrieb, (2) Netzentgelte und (3) Steuern, Abgaben und Umlagen. Im Vergleich zum Strompreis ist die staatlich bedingte Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen beim Gaspreis in vielen Ländern geringer, auch in Deutschland. Diese Gaspreiskomponente lag für Unternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien im Jahr 2025 bei 1,9 Cent je Kilowattstunde (Abbildung 6), verglichen mit 2,75 Cent beim Strompreis.

Steuern, Abgaben und Umlagen machten beim Gaspreis, den die energieintensivsten Unternehmen in Deutschland zu bezahlen hatten, einen größeren Anteil aus als in vielen anderen europäischen Ländern. Dazu trugen die Energiesteuer für Erdgas, die Gasspeicherumlage, die ab dem 1. Januar 2026 entfallen ist, sowie die nationale CO_2-Bepreisung fossiler Brenn- und Kraftstoffe zum Zwecke des Klimaschutzes bei. Die CO_2-Bepreisung von Erdgas lag infolge des auf 55 Euro je Tonne festgesetzten CO_2-Preises bei 1,19 Cent je Kilowattstunde, die Energiesteuer auf Erdgas betrug 0,55 Cent. Die Gasspeicherumlage betrug im Jahr 2025 knapp 0,3 Cent. Somit summierten sich die Steuern und Umlagen auf Erdgas theoretisch auf rund 2 Cent, etwas höher als die energieintensivsten Unternehmen laut Abbildung 6 mit im Mittel 1,9 Cent entrichtet haben.

Abbildung 6: Nettogaspreise ohne Mehrwertsteuer und ihre Komponenten für Unternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien im Jahr 2025 im europäischen Vergleich in Cent je Kilowattstunde.



Quelle: Eurostat (2026c).

Obgleich die Diskrepanz gering ist, ist der Grund dafür, dass energieintensive Unternehmen Ausnahmeregelungen beantragen können. So können Unternehmen des Produzierenden Gewerbes unter bestimmten Voraussetzungen eine Steuerermäßigung nach dem Energiesteuergesetz beantragen. Bei bestimmten industriellen Prozessen der

Metall-, Glas- und Keramikverarbeitung kann Erdgas unter bestimmten Bedingungen sogar vollständig von der Energiesteuer entlastet werden.

Im Vergleich zu Strom spielen Netzentgelte beim Gaspreis für energieintensive Industrieunternehmen eine eher untergeordnete Rolle und variieren, mit Ausnahme Finnlands, im europäischen Vergleich nur wenig. Auch bei der Gasbeschaffung sind die Preisunterschiede innerhalb Europas deutlich weniger stark ausgeprägt als bei der Stromerzeugung, denn die Stromerzeugungskosten werden erheblich durch den jeweiligen nationalen Erzeugungsmix und regulatorische Rahmenbedingungen geprägt. Erdgas hingegen wird größtenteils auf internationalen Märkten gehandelt und unterliegt daher zumindest zum Teil globalen Preisbildungsmechanismen.

Das gilt besonders für Europa, das stark auf Importe angewiesen ist, um seinen Erdgasbedarf zu decken, obwohl Europa über substanzielle eigene Erdgasvorkommen verfügt. Dennoch wird Erdgas in Europa nur in begrenztem Maße gefördert. So deckt Deutschland heutzutage nur noch rund 5 % seines Gasverbrauchs durch eigene Förderung — mit seit den 1970er Jahren stark abnehmender Tendenz. Auch die einstmals sehr umfangreiche Gasförderung in den Niederlanden ist massiv zurückgegangen.

Zum bedeutendsten europäischen Produzenten ist Norwegen avanciert, das nach dem Ukraine-Krieg den Rückgang der Importe aus Russland durch eine Produktionserhöhung zumindest zum Teil ausgeglichen hat. Die rückläufigen russischen Lieferungen wurden darüber hinaus teilweise durch Importe an verflüssigtem Erdgas (LNG) ausgeglichen, vor allem aus den USA, aber auch aus Katar. Mittlerweile verfügt Deutschland über vier Terminals zur Anlandung von LNG in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Mukran, weitere Terminals sollen folgen. Deutschland deckt mittlerweile rund 10 % seiner Gasimporte durch LNG-Lieferungen, die zum allergrößten Teil aus den USA stammen (GW Wirtschaft 2026).

Mit der wachsenden Bedeutung von LNG einher ging eine Erhöhung des Preisniveaus an der europäischen Erdgasbörse TTF: Lagen die Börsenpreise vor dem Ukraine-Krieg und der Corona-Pandemie lange Zeit stabil um den Wert von 20 Euro je Megawattstunde bzw. 2 Cent die Kilowattstunde, hat sich das Preisniveau seither deutlich erhöht und liegt in der Regel nicht unter 30 Euro die Megawattstunde. Ein Hauptgrund dafür ist, dass die Beschaffung von LNG mit höheren Kosten verbunden ist als der Bezug von Pipelinegas. Ein Grund dafür ist, dass Pipelinegaslieferungen meist auf langfristigen Lieferverträgen beruhen, während LNG-Lieferungen oft kurzfristiger Natur sind.

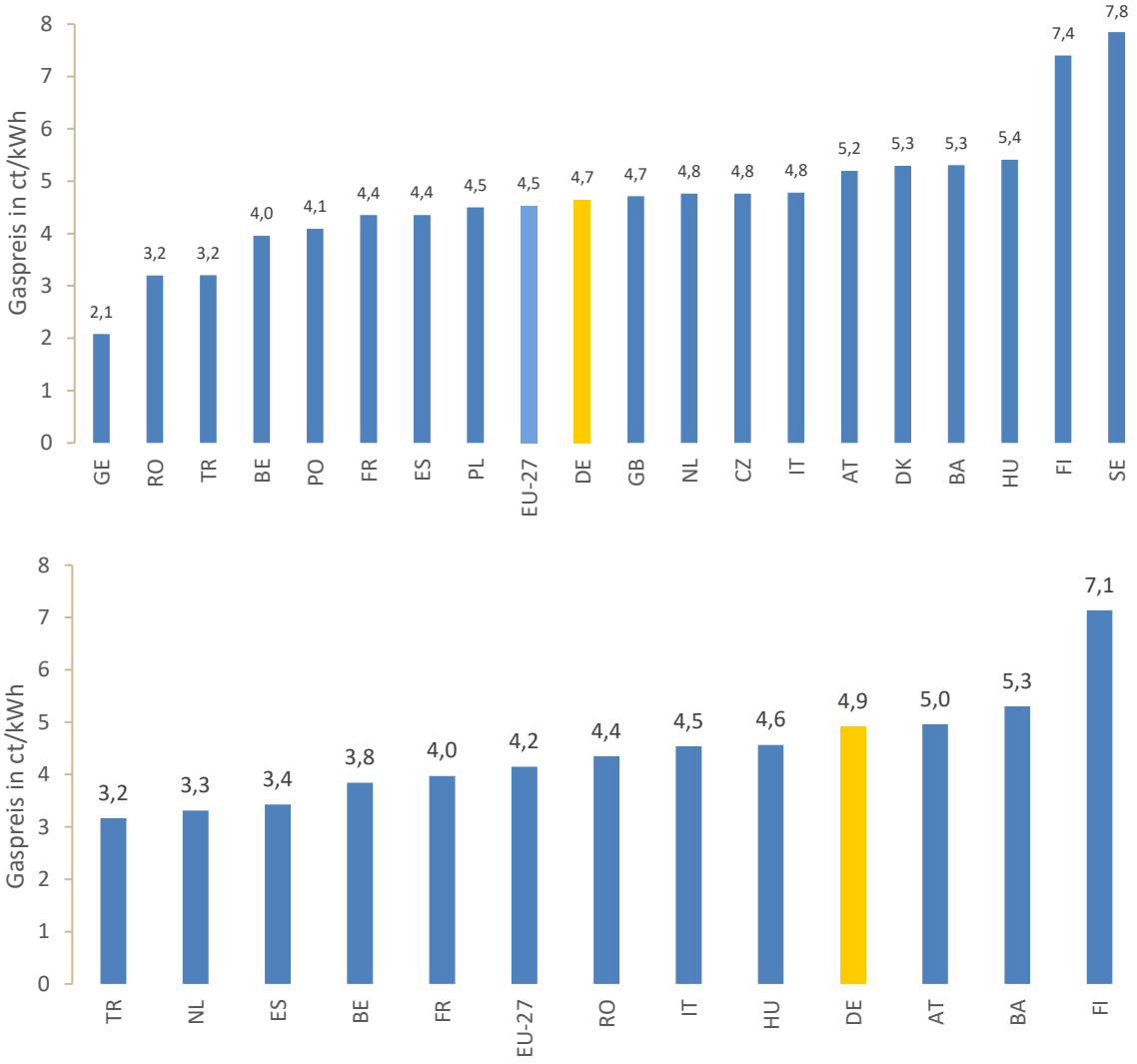
Infolge des USA-Iran-Krieges liegen die Erdgaspreise an der europäischen Börse aktuell noch deutlich höher, bei 40 bis 50 Euro die Megawattstunde, mithin 4 bis 5 Cent die Kilowattstunde. Nach den Preisen für Gas-Futures zu urteilen, gehen die Märkte allerdings davon aus, dass sich das Preisniveau nach Beendigung des USA-Iran-Krieges über kurz oder lang wieder normalisiert. Dennoch ist zu erwarten, dass das Preisniveau

von etwa 20 Euro die Megawattstunde, das vor dem Ukraine-Krieg geherrscht hat, auf absehbare Zeit nicht wieder erreicht werden wird.

3.2 Gaspreise für die Industrie im europäischen Vergleich

Die Gaspreise, die die deutschen Unternehmen mit dem höchsten Gasverbrauch im Jahr 2025 bezahlten, liegen im Mittel nur leicht höher als im EU27-Durchschnitt (Abbildung 7 oben): Ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer zahlten die gasintensivsten Unternehmen in Deutschland im Durchschnitt 4,7 Cent die Kilowattstunde Erdgas, der EU27-Durchschnitt lag 2025 bei 4,5 Cent.[3]

Abbildung 7: Nettogaspreise exklusive Mehrwertsteuer in Cent je Kilowattstunde im Jahr 2025 für europäische Unternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien mit einem Gasverbrauch von über 4 Mio. Gigajoule bzw. 1,111 Mrd. Kilowattstunden (oben) bzw. 1–4 Mio. Gigajoule (unten).



Anmerkung: Unternehmen der höchsten Verbrauchskategorie haben einen Gasverbrauch von über 4 Mio. Gigajoule bzw. über 1,111 Mrd. Kilowattstunden, da 1 Gigajoule 277,78 Kilowattstunden entsprechen.

Quelle: Eurostat (2026d).

[3] Erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen wurden nicht herausgerechnet, weshalb die Preise, die die einzelnen Unternehmen tatsächlich zahlen, durch Rückerstattungen oder steuerliche Entlastungen in der Praxis geringer sein können als hier dargestellt.

Es fällt auf, dass die Gaspreise für die Unternehmen mit dem höchsten Gasverbrauch im europäischen Vergleich deutlich weniger variieren als die entsprechenden Strompreise. Bemerkenswert ist zudem, dass in vielen europäischen Ländern die entsprechenden Gaspreise leicht höher sind als in Deutschland, zum Beispiel in Österreich, Italien, Tschechien und Ungarn. Auch Frankreich und Spanien, zwei Länder, die sich durch vergleichsweise niedrige Strompreise auszeichnen, weisen in dieser Verbrauchskategorie im Mittel nur leicht geringere Gaspreise auf als Deutschland.

Erheblich geringere Gaspreise als in Deutschland gibt es lediglich in einigen wenigen Ländern wie Rumänien und der Türkei. Wesentlich höhere Gaspreise müssen hingegen die energieintensivsten Unternehmen in Schweden und Finnland bezahlen. Für Unternehmen der zweithöchsten Verbrauchskategorie ergibt sich ein recht ähnliches Bild. Allerdings sind sowohl das Preisniveau als auch die Heterogenität der Gaspreise etwas höher als im Fall der gasintensivsten Unternehmen.

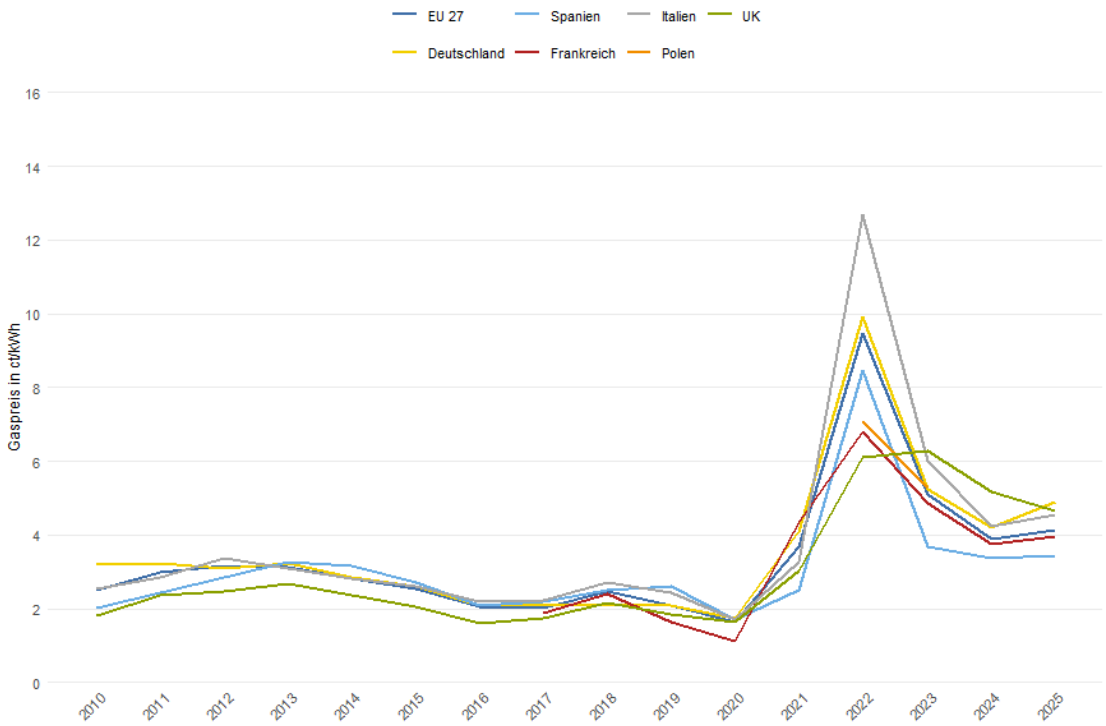
3.3 Gaspreise für die europäische Industrie im zeitlichen Vergleich

Die folgenden Abbildungen skizzieren die nominalen Nettogaspreise ohne Mehrwertsteuer für Industrieunternehmen ausgewählter europäischer Länder im Zeitraum von 2010 bis 2025. Abbildung 8a zeigt den Gaspreis für Unternehmen der höchsten Verbrauchskategorie mit einem Gasverbrauch von mehr als 4 Mio. Gigajoule bzw. 1,111 Mrd. Kilowattstunden. Abbildung 8b zeigt den Gaspreis für Unternehmen der zweithöchsten Verbrauchskategorie mit einem Gasverbrauch von 1–4 Mio. Gigajoule.

Für beide Verbrauchskategorien zeigt sich ausgehend von einem vergleichsweise stabilen Preisniveau in den Jahren 2010 bis 2020 ein massiver Preisanstieg ab dem zweiten Halbjahr 2021, mithin noch vor dem russischen Angriff auf die Ukraine, und eine regelrechte Preisexplosion infolge des Kriegs und den damit zusammenhängenden immensen Rückgängen der Gasimporte aus Russland. Die Gaspreise lagen je nach Land im 2. Halbjahr 2022 beim bis zu 8-fachen Wert gegenüber den Preisen von 2020. Die Preisausschläge waren besonders stark in Deutschland und Italien. Dies ist mit deren vorheriger hoher Importabhängigkeit von russischem Gas zu erklären. Allerdings übertraf die Preisspitze in Deutschland die des EU27-Durchschnitts nur unwesentlich — ein Indiz dafür, dass die Europäische Union insgesamt zu stark von russischem Erdgas abhängig war.

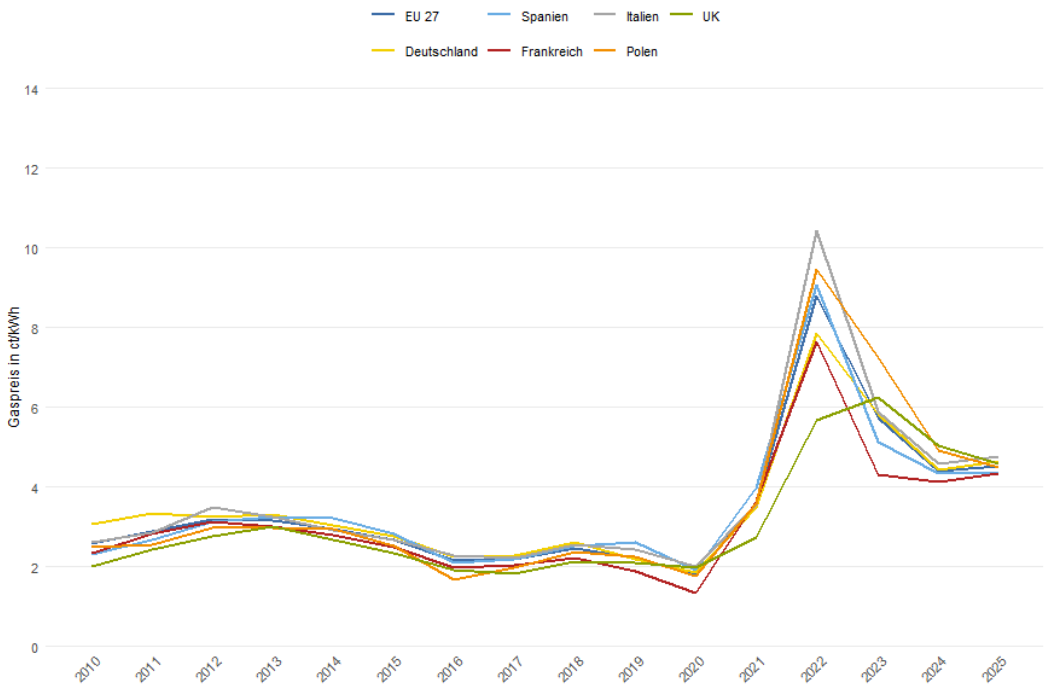
Ab dem Jahr 2023 kam es zur Preisentspannung, nicht zuletzt infolge des substanziellen Rückgangs des Erdgasverbrauchs in Europa und des Ausbaus der LNG-Infrastruktur und zunehmender LNG-Importe, insbesondere aus den USA. Dennoch lagen die Erdgaspreise für die Industrie im Jahr 2025 gegenüber der Vorkrisenzeit etwa auf dem doppelten Niveau. Ein wesentlicher Grund dafür sind die verglichen mit russischem Pipelinegas höheren Importpreise für LNG.

Abbildung 8a: Entwicklung der nominalen Nettogaspreise exklusive Mehrwertsteuer in Cent je Kilowattstunde für die Jahre 2010 bis 2025 für europäische Unternehmen der höchsten Verbrauchskategorie mit einem Gasverbrauch von mehr als 4 Mio. Gigajoule bzw. 1,111 Mrd. Kilowattstunden.



Quellen: Eurostat (2026d), GOV.UK (2026).

Abbildung 8b: Zeitliche Entwicklung der Gaspreise, exklusive Mehrwertsteuer, in Cent je Kilowattstunde für die Jahre 2010 bis 2025 für europäische Unternehmen der zweithöchsten Verbrauchskategorie.



Quellen: Eurostat (2026d), GOV.UK (2026).

3.4 Gaspreise für die Industrie im weltweiten Vergleich

Im weltweiten Vergleich zeigt sich, dass die Gaspreise für energieintensive Unternehmen in Deutschland und Europa um ein Vielfaches höher liegen als für Unternehmen, die in Nordamerika ihren Sitz haben, während sich die Gaspreise für Unternehmen in Asien (Intratec 2025c, GOV.UK 2025c), insbesondere China und Japan (Energieinformationszentrum Japan 2025), etwa auf vergleichbarem Niveau befinden. So hatten Unternehmen in Kanada und den USA wegen des dortigen Gasreichtums im Jahr 2024 lediglich rund 1 Cent pro Kilowattstunde Erdgas zu bezahlen (EIA 2025, Intratec 2025a, GOV.UK 2025c). Unternehmen in der Europäischen Union und in Deutschland hatten hingegen etwa den fünffachen Preis und mehr zu zahlen (Abbildung 6).

Dieser massive Preisunterschied resultiert lediglich zu einem geringen Teil aus klimapolitischen Maßnahmen wie der nationalen CO_2-Bepreisung fossiler Brenn- und Kraftstoffe in Deutschland. Der weitaus wichtigere Grund, warum die Gaspreise in den USA so niedrig sind, geht auf die dortige überreichliche Verfügbarkeit von Erdgas zurück. So ist die USA vor allem infolge der Nutzung von Fracking-Methoden zur Gewinnung von unkonventionellem Schiefergas in etwas mehr als einem Jahrzehnt zum weltweit größten Gasförderland aufgestiegen (Worldometer 2026). Russland wurde dadurch auf den zweiten Platz der Rangliste der weltgrößten Gas-Förderländer verbannt.

Es ist nahezu ausgeschlossen, dass Deutschland und die Europäische Union durch Erhöhung ihrer eigenen Gasförderung in nennenswerter Weise die Verhältnisse auf den Weltmärkten für Erdgas verändern können. Die hohen Preisunterschiede bei Erdgas zwischen Nordamerika und Europa werden daher auf absehbare Zeit bestehen bleiben. Eine Verteuerung des Erdgasverbrauchs aus klimapolitischen Motiven könnte im Gegenteil dafür sorgen, dass sich die Erdgaspreise in Europa noch weiter von den nordamerikanischen Preisen entfernen.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit, weniger um die Erdgaspreise dämpfen zu können, sollte Deutschland darüber nachdenken, wieder vermehrt auf heimische Gasvorkommen zurückzugreifen, um die eigene Förderung steigern zu können. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund des beschlossenen Stropps sämtlicher Gasbezüge aus Russland bis spätestens Ende 2027.

Daher empfiehlt es sich, das seit 2017 bestehende Fracking-Verbot für die Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen zu überprüfen. Die Expertenkommission Fracking hat im Jahr 2021 in ihrem Bericht für den Deutschen Bundestag festgestellt, dass „sich die Umweltrisiken aufgrund von Fracking unkonventioneller Lagerstätten durch eine angepasste Steuerung und Überwachung der Maßnahmen minimieren lassen“ (Seite 3). Diese Einschätzung gilt sowohl in Bezug auf die mögliche Gefährdung des Grundwassers als auch in Bezug auf mögliche Erdbebenrisiken. Auf der fachlichen Grundlage des seit 2021 vorliegenden Berichtes kann nach Einschätzung der Expertenkommission die Prüfung

des Deutschen Bundestages zur Angemessenheit des Verbots von Fracking in unkonventionellen Lagerstätten nach § 13a Absatz 1 Wasserhaushaltsgesetz vorgenommen werden.

Die aktuelle Studie des ehemaligen BGR-Präsidenten Hans-Joachim Kümpel für die FDP-nahe Friedrich-Naumann-Stiftung plädiert deshalb für ein Ende des deutschen Fracking-Verbots. Sie kommt zu dem Schluss, dass heimisches Schiefergas ein Viertel des deutschen Gasbedarfs decken und gegenüber LNG-Importen bis zu 18 Millionen Tonnen CO_2 jährlich einsparen könnte (Kümpel 2026).

4. Wie können die Strompreise in Deutschland künftig sinken?

Dieser Abschnitt beschäftigt sich vor dem Hintergrund tiefgreifender Veränderungen auf den Energiemärkten mit möglichen zukünftigen Entwicklungen des Strompreises in Deutschland. Grundlegende Veränderungen der Rahmenbedingungen ergeben sich aus der aus Klimaschutzgründen gebotenen Defossilisierung und den dadurch möglichen Anstiegen der Preise für Emissionszertifikate sowie durch den beschlossenen EU-Verzicht auf sämtliche Gasimporte aus Russland bis spätestens Ende 2027. Je höher der Anteil im Stromerzeugungsmix, desto stärker beeinflussen die Gaspreise die Strompreise, denn nachts sind es meist Erdgaskraftwerke, die den Börsenstrompreis setzen. Mögliche Anstiege der Zertifikatpreise im bestehenden Emissionshandel ETS1 sowie im künftigen Emissionshandel ETS2 für die Sektoren Verkehr und Wärme dürften ebenfalls strompreissteigernde Effekte entfalten.

Um in diesem Umfeld die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen, ganz gleich wie energieintensiv diese sind, langfristig zu sichern, wird es entscheidend sein, die staatlich bedingten Bestandteile der Preise für Strom ebenso zu verringern wie die Stromerzeugungskosten. Temporäre Entlastungen wie der für wenige Jahre von der Europäischen Kommission genehmigte Industriestrompreis können die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen in Deutschland nicht nachhaltig sichern. Dieser Abschnitt unterbreitet daher Vorschläge, wie die Strompreise in Deutschland nachhaltig gesenkt werden können.

Kurzfristig sollten dazu sämtliche Abgaben und Umlagen auf Strom aus dem Klima- und Transformationsfonds finanziert werden, das heißt aus Steuermitteln. Es ist schließlich wenig einsichtig, warum staatliche Maßnahmen wie beispielsweise die Förderung der Kraftwärmekopplung (KWK) von den Stromverbrauchern mittels der KWK-Umlage zu finanzieren sind. Umlagen und Abgaben machen für die Industrieunternehmen der beiden höchsten Verbrauchskategorien in Deutschland 2,75 Cent je Kilowattstunde aus. Müssten diese nicht mehr von den Stromverbrauchern finanziert werden, könnte dadurch der Strompreis für die stromintensivsten Unternehmen um etwa ein Fünftel sinken.

Mittelfristig ist wegen des massiven Netzausbaus, der aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren bis zu einem Anteil am Strommix von nahezu 100 % am Strommix bis zum

Jahr 2035 erforderlich wäre, mit einer Vervielfachung der Netzentgelte zu rechnen (ef.ruhr, EWI 2024: 4). Ein solcher Anstieg der Netzentgelte würde die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie endgültig in Frage stellen. Wenn der Ausbau der Erneuerbaren nicht auf ein Maß begrenzt wird, das einen drastischen Anstieg der Systemkosten für Netze, Speicher und Flexibilitätsoptionen verhindert, muss die Politik einen Deckel für die Höhe der Netzentgelte einführen und die den Netzentgeltdeckel überschreitenden Kosten aus Steuermitteln finanzieren, naheliegenderweise aus dem Klima- und Transformationsfonds. Allein der Name dieses Fonds prädestiniert ihn dazu, den künftigen Netzausbau und sämtliche weitere, das Stromsystem stabilisierende Maßnahmen zu finanzieren. Für diese im Namen der Gesellschaft seitens des Staates verordneten Maßnahmen sollte derjenige bezahlen, der bestellt hat, das heißt der Staat selbst, nicht die Stromverbraucher.

Mittel- bis langfristig bleibt zur nachhaltigen Senkung der Strompreise in Deutschland wenig anderes übrig, als das Stromangebot nach der substanziellen Angebotsverringerung infolge des Kern- und Kohlesaustiegs wieder erheblich und in technologieoffener Weise auszuweiten. Eine Einschränkung der Angebotsausweitung auf erneuerbare Energien würde hingegen wegen der stark steigenden Systemkosten nicht zu einer Senkung der Strompreise führen, wie die Erfahrung gezeigt hat und die Studie von Grimm, Oechsle und Zöttl (2024) belegt.

Nur ein massiver technologieoffener Ausbau der Stromerzeugung kann helfen, das Strompreisniveau nachhaltig zu verringern. So sollte, nicht zuletzt aus Gründen der Stromversorgungssicherheit, auf den Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken gesetzt werden, solange die Höhe der Emissionszertifikatpreise dies wirtschaftlich erlaubt, aber auch auf die Kernenergie. Vor allem die Reaktivierung der zuletzt abgeschalteten Kernkraftwerke könnte das Strompreisniveau mittelfristig deutlich senken. Der jüngste Bericht der Radiant Energy Group (2026) für die Pro-Kernkraft-Initiative Nuklearia geht davon aus, dass bis zum Jahr 2034 bis zu 14 Atomkraftwerke wieder reaktiviert werden könnten, fünf davon noch vor dem Jahr 2032. Die Reaktivierung dieser Kernkraftwerke wäre laut Radiant Energy Group nicht nur technisch machbar, sondern auch wirtschaftlich.

Auch andere Studien sehen die Kernkraft als einen essenziellen Bestandteil eines kostengünstigen Stromerzeugungssystems an (siehe zum Beispiel GES 2026). Die Studie von Quantified Carbon (2025) für WePlanet DACH, dem deutschsprachigen Zweig einer noch jungen globalen Umwelt- und Klima-NGO WePlanet, kommt zu dem Schluss, dass ein Mischsystem aus Kernkraft und erneuerbaren Energien, wie es die meisten Industriestaaten anstreben, auf dem Weg zur Klimaneutralität zu deutlich niedrigeren Energiekosten und Strompreisen führen würde. Selbst wenn man sehr hohe Investitionskosten für neue Kernkraftwerke annimmt, würden sich wegen der noch höheren Systemkosten der Erneuerbaren bei einem substanziellen Kernenergieanteil klare Kostenvorteile ergeben.

Referenzen

BDEW (2026) Strompreisanalyse April 2026. Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft. https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/

China Briefing (2025) China's Industrial Power Rates 2025: A Guide for Investors. China Briefing, May 19, 2025

Consilium (2026) Where does the EU's gas come from? Brüssel: Rat der Europäischen Union, https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/

ef.Ruhr, EWI (2024) Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. Ef.Ruhr, die Energiedenkfabrik, Dortmund, Energiewirtschaftliches Institut zu Köln.

EIA (2025) Natural Gas Prices for Industrial Consumers – Annual Data (Dollars per Thousand Cubic Feet). Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_PRI_SUM_A_EPG0_PIN_DMCF_A.htm

EIA (2026) Electric Power Monthly. Table 5.3. Average Price of Electricity to Ultimate Customers: Total by End-Use Sector. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_03

Energieinformationszentrum Japan (2025) Trends in average gas unit price. https://pps-net.org/gas_unit

Eurostat (2026) Natural gas supply statistics – Statistics Explained. Eurostat: Amt für Statistik der Europäischen Union, Luxemburg, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics

Eurostat (2026a) Electricity prices for non-household consumers – annual data (nrg_pc_205). Eurostat: Amt für Statistik der Europäischen Union, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table

Eurostat (2026b) Electricity prices components for non-household consumers – annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_205_c). Eurostat: Amt für Statistik der Europäischen

Union, Luxemburg,
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_pc_205_c

Eurostat (2026c) Gas prices components for non-household consumers – annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_203_c). Eurostat: Amt für Statistik der Europäischen Union, Luxemburg, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_pc_203_c

Eurostat (2026d) Gas prices for non-household consumers – bi-annual data (nrg_pc_203). Eurostat: Amt für Statistik der Europäischen Union, Luxemburg,
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_pc_203

GES (2026) DER KLIMANEUTRALE STROMMIX DER ZUKUNFT: Eine Szenarioanalyse zu den Kosten des zukünftigen deutschen Stromsystems. Global Energy Solutions e. V., Ulm.

GOV.UK (2026) Gas and electricity prices in the non-domestic sector. London: Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/gas-and-electricity-prices-in-the-non-domestic-sector

Grimm, V., Oechsle, L., Zöttl, G. (2024) Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten. Policy Brief, Technische Universität Nürnberg, Friedrich-Alexander-Universität Nürnberg-Erlangen.
https://www.utn.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-FINAL.pdf

GW Wirtschaft (2026) Informationen zur aktuellen Lage der Gas-Versorgung. Gas- und Wasserstoffwirtschaft. https://gas-h2.de/energie-gas/lage-gasmarkt/

IEA (2026) Estimated final electricity price for large industrial customers in energy-intensive industries, 2019–2025. International Energy Agency, Paris. https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/estimated-final-electricity-price-for-large-industrial-customers-in-energy-intensive-industries-2019-2025

Intratec (2025a) Energy Prices & Markets in Canada, March 2025, Advanced Edition. Intratec Solutions LLC, Houston, Texas.
https://cdn.intratec.us/_nt/docs/iep/previews/INTRATEC-IEP-2503-CAN-ADV.pdf

Intratec (2025b) Energy Prices & Markets in Mexico, March 2025, Advanced Edition. Intratec Solutions LLC, Houston, Texas.
https://cdn.intratec.us/_nt/docs/iep/previews/INTRATEC-IEP-2503-MEX-ADV.pdf

Intratec (2025c) Energy Prices & Markets in South Korea, March 2025, Advanced Edition. Intratec Solutions LLC, Houston, Texas. https://cdn.intratec.us/__nt/docs/iep/previews/INTRATEC-IEP-2503-KOR-ADV.pdf

Kümpel, Hans-Joachim (2026) Schiefergasförderung in Deutschland. Umweltschonende Nutzung heimischer Potentiale. https://shop.freiheit.org/#!/Publikation/2094

Quantified Carbon (202?) Deutschlands Energiezukunft: Die Rolle der Kernenergie bei der Dekarbonisierung. Eine Übertragung und Erweiterung der Studie "The Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation" von Quantified Carbon für WePlanet DACH. https://weplanet-dach.org/die-rolle-der-kernkraft-bei-der-dekarbonisierung-deutschlands/

Radiant Energy Group (2026) Wiederinbetriebnahme deutscher Kernkraftwerke – Wirtschaftliche Tragfähigkeit und Ausblick. Juni 2026. Bericht der Radiant Energy Group für die Pro-Kernkraft-Initiative Nuklearia e.V. https://nuklearia.de/2026/06/29/reaktivierung-deutscher-kernkraftwerke-wirtschaftlich-sinnvoll-neuer-bericht/?__cf_chl_f_tk=Q7ce6A797bSLsIZbsyqMWIISXA8VB9ZILLm2LMCRMEk-1782883213-1.0.1.1-b1f3aZZqCELMdgo6dUeKI9xlWNUdQUfgJLa.AMYT8T8

Worldometer (2026) Erdgasförderung nach Ländern. https://www.worldometers.info/de/gas/gasproduktion-pro-land/